

ANALISI DI FATTIBILITÀ TECNICO ECONOMICA PER UN IMPIANTO GEOTERMICO A CICLO CHIUSO PER USO RESIDENZIALE DI UNA RIQUALIFICAZIONE EDILIZIA.

ING. DIEGO DANIELI¹ – ING. DOMENICO ROSSI²

RIASSUNTO

In questo lavoro si è analizzata la fattibilità tecnico-economica di inserire un impianto in pompa di calore con geoscambio a circuito chiuso in un recupero edilizio ad uso residenziale. L'impianto per la sua particolarità viene inserito nel tessuto urbano della città di Venezia. In particolare l'intervento è individuato al Lido di Venezia.

L'esperienza degli autori, legata al complesso tessuto della città di Venezia, alla loro esperienza con impianti di questo tipo in centro storico, unita alla particolare volontà di un costruttore nel sperimentare e provare sempre nuove soluzioni in questo ambito hanno portato a valutare un impianto innovativo che risponde alle esigenze richieste dalle attuali norme e legislazioni in materia di efficienza energetica ed energie rinnovabili.

La particolarità dell'impianto proposto, è nello spingere la funzionalità del sistema ai limiti del risparmio energetico, la soluzione proposta e brevettata, da uno degli autori ha già portato buoni risultati su impianti pilota già in funzione e che hanno permesso di poter fare le valutazioni di natura tecnica riportate nel lavoro.

L'esercizio economico ha poi portato a valutare il reale risparmio economico nell'applicare la possibilità di defiscalizzare in regime del 55% oppure applicare le direttive più attuali del conto energia termico.

1- PREMESSA

Il presente lavoro, intende illustrare la metodologia seguita nell'eseguire uno studio di fattibilità delle scelte progettuali finalizzate al risparmio energetico per quanto concerne la produzione di calore ai fini di riscaldamento ed acqua sanitaria, da attuarsi nell'ambito del progetto di riqualificazione e ristrutturazione di un edificio adibito ad uso residenziale da realizzarsi al Lido di Venezia (VE) in zona centrale e fronte mare.

Il lavoro segue le indicazioni progettuali già eseguite in fase di progetto per quanto riguarda gli isolamenti termici delle strutture edilizie ed il distributivo interno degli appartamenti. Si è solo intervenuti nel valutare a livello di produzione del calore la centrale termofrigorifera.

L'oggetto del lavoro è quindi l'installazione di un impianto di geoscambio a circuito chiuso in pompa di calore, sito al Lido di Venezia. Per motivi contrattuali e di privacy gli autori sono concordi nel non indicare la denominazione esatta del complesso edilizio. Le restituzioni grafiche sono riportate in analogia a quanto indicato in quelle reali fotografate ed agli elaborati grafici reali di progetto.

L'impianto essendo di potenza inferiore ai 50 kW risulta, ai sensi del "Regolamento provinciale per la realizzazione di sistemi di scambio termico con il sottosuolo che non prevedano movimentazione di acqua di falda" approvato con Delibera del Consiglio Provinciale 47/2011 della provincia di Venezia, essere di "categoria 1".

E quindi non viene richiesta in fase di autorizzazione la preventiva realizzazione di una prova in situ, tramite un test di risposta termica (Ground Response Test), ai fini della verifica delle proprietà termofisiche del terreno.

2- NOTE SUI PARAMETRI NORMATIVI E SUL DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO DI

GEOSCAMBIO

Oltre al già citato Regolamento Provinciale di Venezia, ci si è avvalsi delle indicazioni riportate nelle seguenti norme tecniche:

- UNI TS 11300: parte 1,2,3 e 4/2012 sulle prestazioni energetiche degli edifici;
- UNI 14825:2012 "Condizionatori d'aria, refrigeratori di liquido e pompe di calore, con compressore elettrico, per il riscaldamento e il raffrescamento degli ambienti - Metodi di prova e valutazione a carico parziale e calcolo del rendimento stagionale".

Inoltre per la regolamentazione del settore geotermico si è fatto ricorso alle recenti Leggi in campo Nazionale e Regionale e delle recenti norme emanate a fine 2012:

- Legge Regione Veneto n° 14 del 8 luglio 2009;
- D.C.R.V. n° 107 del 5 novembre 2009 pubblicato sul BUR n. 100 dell'8/12/2009;
- D.G.R.V. n° 2884 del 29 settembre 2009 (aggiornamento del PTA già in vigore),

che nell'Art. 31 (Scarichi nel sottosuolo) al comma 3 recita: "*Ai fini della protezione delle acque sotterranee, la realizzazione di sistemi di scambio termico con il sottosuolo che non prevedano movimentazione d'acqua di falda è autorizzata dalla Provincia*", ossia permette l'uso di impianti geotermici purché non si faccia uso delle acque di falda ma si utilizzino sonde a ciclo chiuso, ecco perché meglio definite del tipo a geoscambio.

- D.Lgs. n° 22 del 11 febbraio 2010 (riassetto norme sulla geotermia).

Sono state pubblicate le prime tre norme elaborate dal GL 608 —Impianti geotermici a bassa temperatura con pompa di calore e relative alla progettazione, installazione e ai requisiti ambientali degli impianti geotermici a bassa entalpia per il condizionamento. Di queste nel proseguo del lavoro si tenuto debitamente conto. Si tratta in particolare di:

- UNI 11466:2012 – Sistemi geotermici a pompa di calore – Requisiti per il dimensionamento e la progettazione;
- UNI 11467:2012 – Sistemi geotermici a pompa di calore – Requisiti per l'installazione;
- UNI 11468:2012 – Sistemi geotermici a pompa di calore – Requisiti ambientali.

Oltre che alle norme sul rendimento energetico e le fonti rinnovabili:

- D.Lgs. n° 192 del 19 agosto 2005 (rendimento energetico nell'edilizia);
- DPR n° 59 del 2 aprile 2009 (attuativo del D.Lgs 192/2005);
- D.Lgs. n° 28 del 3 marzo 2011 (promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili).

Si riportano anche i termini principali utilizzati nella memoria ed una loro sintetica definizione:

impianto geotermico: impianto tecnologico finalizzato all'utilizzo dell'energia naturalmente contenuta nel sottosuolo per il riscaldamento, "raffrescamento" e l'acqua calda sanitaria (ACS);

pompa di calore: *dispositivo che trasferisce energia termica da una sorgente a bassa entalpia ad un ambiente chiuso (a temperatura controllata). Nel caso della geotermia la sorgente è il sottosuolo;*

fluido termovettore: fluido utilizzato all'interno di un circuito per il trasporto del calore;

potenza termica complessiva (Pt): *potenza di progetto richiesta al sistema geotermico nelle condizioni di esercizio più gravose;*

GRT – Ground Response Test: *prova sperimentale che permette di testare le proprietà fisiche di scambio del sottosuolo. Ne consegue che il GRT permette un più corretto dimensionamento dell'impianto rispetto all'uso di abachi e banche dati sul sottosuolo.*

I parametri termici del sottosuolo sono stati stimati a partire dalla stratigrafia presunta derivata dalle numerose carte regionali e Provinciali disponibili o da abachi di letteratura e studi condotti sul campo dall'Università di Padova e Venezia.

Sono inoltre disponibili le stratigrafie ed i GRT di siti vicini come quelli in centro storico a Venezia utili per condurre in analogia considerazioni simili in impianti già realizzati.

Nel caso specifico ci si è avvalsi della relazione geologica e tecnica redatta dal geologo incaricato dalla società appaltante nel febbraio 2013.

Si riporta di seguito l'inquadramento geografico dell'intervento.



Figura 1 - Cartografia IGM (scala originaria 1:25'000)

3- SCOPO DEL PROGETTO E TIPOLOGIA D'IMPIANTO

Scopo del presente lavoro è stato valutare la fattibilità di inserimento di un impianto geotermico in pompa di calore in un complesso residenziale a Lido di Venezia.

Trattasi di nuovo insediamento residenziale fronte mare a Lido di Venezia, dove sono previsti 9 appartamenti complessivi di spazi comuni. Gli appartamenti sono distribuiti tre per piano con spazio comune interrato e in copertura. I piani previsti sono terra, primo e secondo.

In figura2 si evidenzia il sedime a disposizione per l'inserimento degli impianti e delle sonde geotermiche e la copertura con l'inserimento degli impianti solari fotovoltaici e termici.

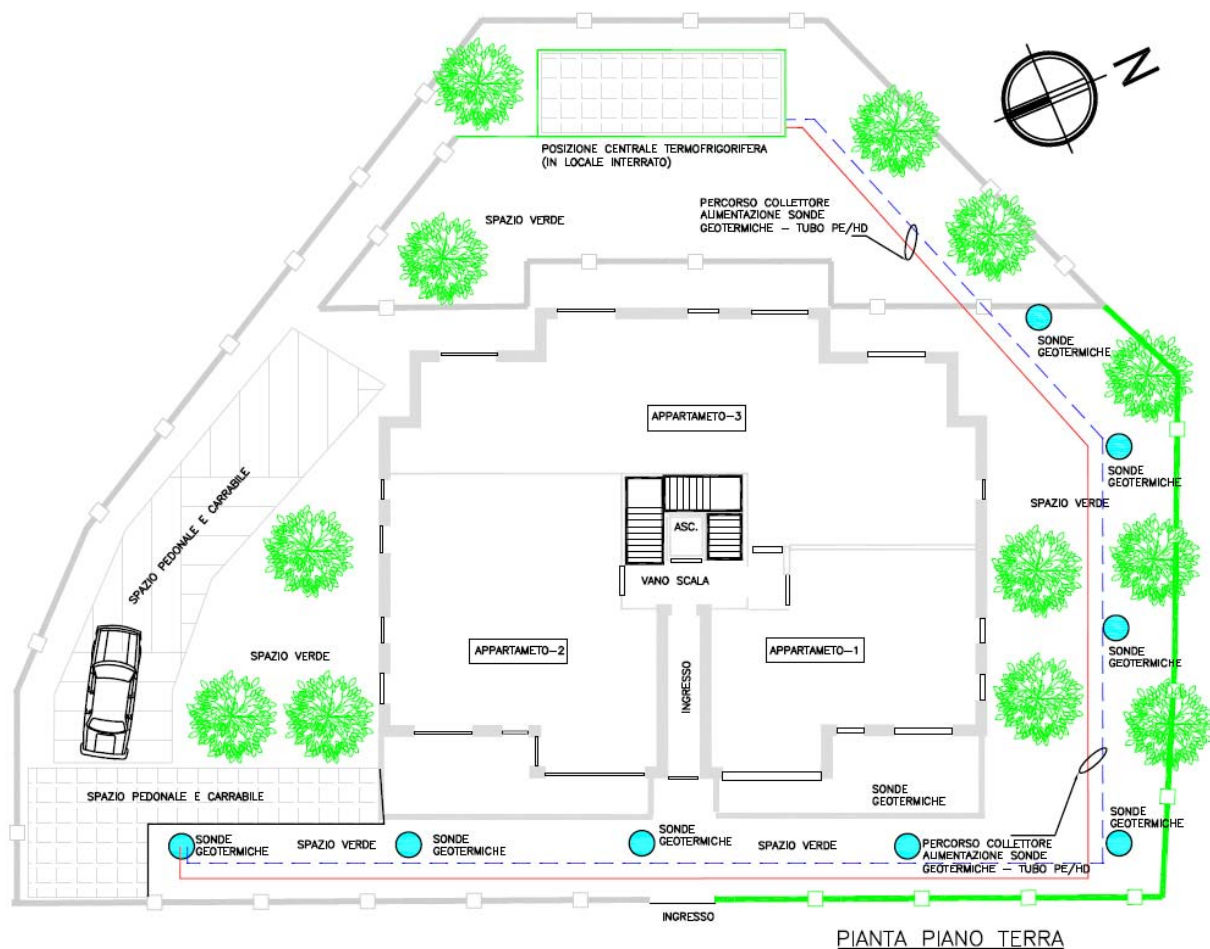


Figura 2 – Pianta piano terra e posizionamento sonde geotermiche e CTF

Gli standard di intervento dal punto di vista del contenimento dei consumi rispettano il D.lgs 192/2005 e s.m., il decreto attuativo del 192/2005 il DPR 59/09, e D.lgs 28/2011.

La tipologia d’impianto prevista nella progettazione originaria è del tipo centralizzato con inserimento di caldaie ad alto rendimento del tipo a condensazione a basso impatto ambientale con produzione di acqua calda sanitaria in accumulo e fornitura ai piani con linea di ricircolo temporizzata.

La distribuzione per il riscaldamento, all’interno delle unità abitative, è del tipo a pannelli radianti a pavimento con inserimento di ventilazione meccanica controllata (VMC dinamico con controllo dell’umidità in ambiente) in grado di recuperare energia sia in regime invernale che estivo. Inoltre gli impianti radianti saranno in grado di fornire raffrescamento d’estate con il controllo dell’umidità combinandosi con il sistema VMC.

Ovviamente accanto al sistema di generazione del calore a gas metano si deve combinare un refrigeratore d’acqua con condensazione ad aria (che potrebbe essere anche del tipo Pompa di Calore) per fornire l’energia di raffrescamento in estate.

In fase progettuale sono previsti in copertura 46 moduli fotovoltaici per un totale di 80 mq di superficie che si traduce in una potenza di picco elettrica da fotovoltaico di 10.5 kWp.

Ferme restando le ipotesi sopra espone che restano inalterate per la distribuzione interna e per la distribuzione dell’energia elettrica da fotovoltaico, quello che si andrà a studiare è la tipologia di centrale termofrigorifera che andrà a fornire i flussi energetici all’interno dell’edificio.

In particolar modo abbiamo preso in considerazione la possibilità di inserire un impianto centralizzato in pompa di calore del tipo geotermico in grado di sopperire ai fabbisogni energetici del complesso.

In aggiunta a quanto detto, si pensa di inserire anche un campo solare termico in copertura con esposizione a sud in analogia a quello ugual esposto fotovoltaico.

L'inserimento del solare termico non andrà ad alterare la quantità del fotovoltaico sopra esposta. Si pensa di aggiungere 20 mq di solare termico piano ad alta efficienza in copertura con stessa inclinazione del fotovoltaico, come indicato in fig.3

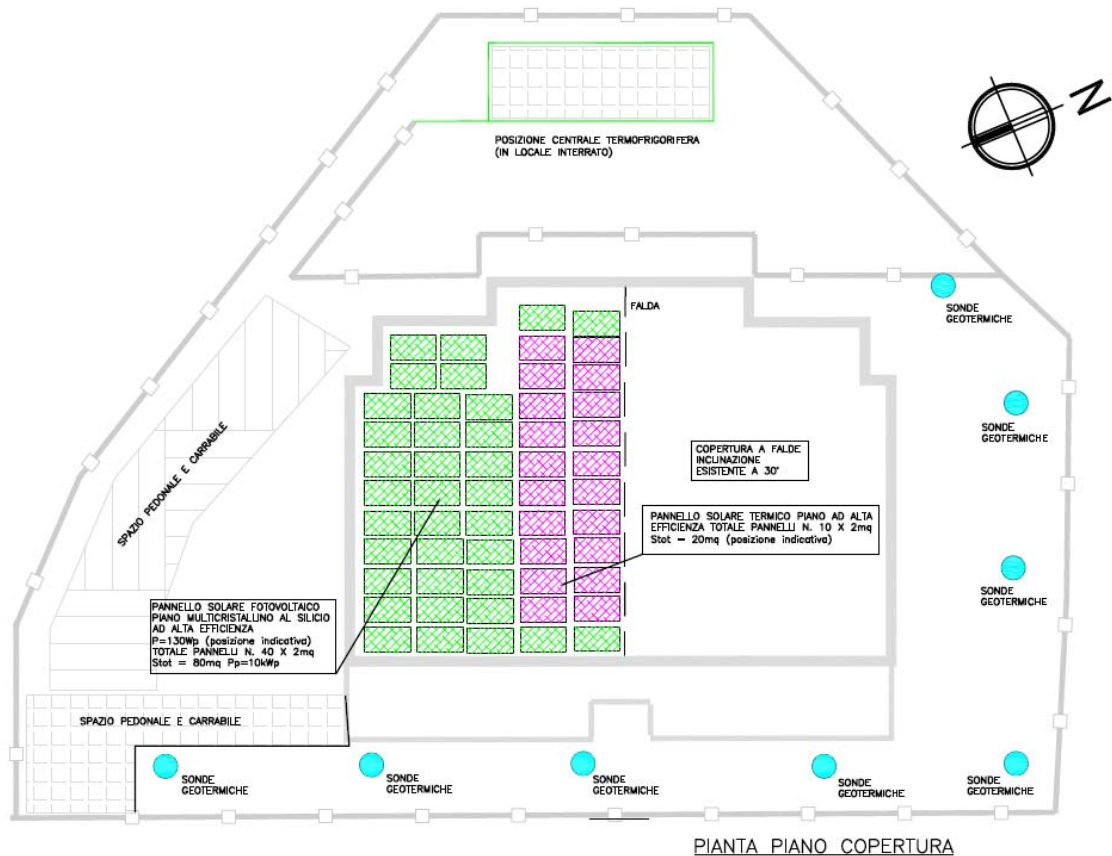


Figura 3 – Pianta piano copertura – impianto Fotovoltaico e Solare Termico

4- CONSIDERAZIONI ENERGETICHE

In conseguenza a quanto sopra esposto, si sono ipotizzate tre soluzioni progettuali da confrontare tra loro per quanto richiesto dalla committenza:

Soluzione 1

La prima soluzione prevede una centrale termica (C.T.) tradizionale, ossia come detto, con inserimento di caldaie a gas metano ad alto rendimento (del tipo a condensazione a bassa emissione di NO_x) per una portata termica di 34 kW per generatore e con la produzione di acqua calda sanitaria mediante serbatoio di accumulo con scambiatore da 1'500 litri.

A cui è abbinata la ventilazione meccanica controllata (VMC dinamico con controllo umidità), ed un refrigeratore d'acqua per fornire l'energia di raffrescamento in estate che la trasforma in una centrale termofrigorifera (C.T.F.).

Questa soluzione non prevede dunque alcuna forma di energia rinnovabile termica (FER) per cui la fornitura di energia è tutta di origine fossile (EP = energia primaria).

$$EP = 100\%, FER = 0 \%$$

Soluzione 2

La seconda soluzione prevede una centrale termica (C.T.) tradizionale uguale a quanto sopra esposto abbinata al solare termico, ossia sempre con l'inserimento di caldaie a gas metano ad alto rendimento per una portata termica di 34 kW per generatore, ma con la produzione di acqua calda sanitaria che abbinata all'uso del solare termico nello scambiatore del serbatoio d'accumulo da 1'500 litri.

Con questa soluzione si prevede un apporto di energia rinnovabile (FER) valutato nel 30% di riduzione della fornitura di energia primaria (ossia del gas metano).

$$EP = 70\%, FER = 30\%.$$

Soluzione 3

La terza soluzione, è quanto dalla scrivente proposto alla committenza, ossia una C.T.F. in pompa di calore del tipo geotermico abbinata al solare termico. Questa soluzione continua ad usare il serbatoio di accumulo con scambiatore da 1'500 litri per la produzione di ACS, come negli altri casi, ma non richiede alcuna forma di EP essendo del tutto autosufficiente. Le pompe di calore, infatti, sono alimentate dal campo fotovoltaico (con un utilizzo massimo del 10%).

$$EP = 0\%, FER = 100\%.$$

Fatte le tre ipotesi sopra esposte, si è considerato che l'involucro dell'edificio ha alte prestazioni di isolamento termico.

Le trasmittanze termiche delle superfici opache nell'ordine di $U = 0,3 \text{ W/m}^2\text{K}$ e serramenti con $U_w = 1,8 \text{ W/m}^2\text{K}$, e a tal proposito per facilitare le analisi si sono inseriti i dati dell'involucro nel programma Docet (ver. 2.09.11.2) programma di calcolo delle prestazioni energetiche ai sensi della norma UNI TS 11300:2008 parti 1 e 2, rilasciato da ITC¹, ed ENEA². Programma non commerciale, che tenuto conto dei suoi limiti, può tuttavia fornire utili indicazioni in merito alle scelte tipologiche avanzate, considerando un margine d'errore sufficiente per fare analisi di questo tipo.

Quindi, pur essendo il programma molto semplice, i risultati ottenuti si possono considerare validi per i fini proposti e dal punto di vista tecnico sono comunque una sintetica, precisa, e chiara indicazione per le analisi svolte.

Per ogni soluzione si sono quindi inseriti i relativi dati ottenendo, così, le diverse classificazioni energetiche dell'edificio, che di seguito riportiamo.

Ricordiamo che il limite di Legge dell'intero edificio da rispettare secondo quanto previsto dalla Normativa è di 79,6 kWh per m² all'anno [kWh/m²anno]. Nella tabella seguente abbiamo riportato sinteticamente i valori ottenuti indicando l'emissione di anidride carbonica emessa in atmosfera espressa sempre per m² anno, dato quest'ultimo che alla luce delle nuove direttive non può, assieme agli altri dati, essere più trascurato.

Soluzione 1

classe energetica	emissioni di CO ₂ per m ² all'anno	prestazione energetica globale
C	13,5 kg	67,0 kWh/m ² *anno

Soluzione 2

classe energetica	emissioni di CO ₂ per m ² all'anno	prestazione energetica globale
B	9,8 kg	48,5 kWh/m ² *anno

Soluzione 3

classe energetica	emissioni di CO ₂ per m ² all'anno	prestazione energetica globale
A+	1,1 kg	13,9 kWh/m ² *anno

¹ ITC = Istituto per le Tecnologie della Costruzione del CNR (Consiglio Nazionale delle Ricerche).

² ENEA = Ente per le Nuove Tecnologie, l'Energia e l'Ambiente.

Come si vede l'uso di FER per riscaldare, raffrescare e produrre l'acqua calda sanitaria porta ad elevare le prestazioni dell'edificio anziché ridurle.

Lo scarto tra la soluzione n° 2 e la n° 3 è di ben due classi (B -> A -> A⁺).

Il programma inoltre, ci fornisce i valori della FER prodotta:

FER annualmente prodotta dal fotovoltaico FV = 10,7 MWh_e;

FER annualmente prodotta dal solare termico ST = 24,8 MWh_t;

A questi valori va poi segnalata l'apporto delle Pompe di Calore con l'uso delle sonde geotermiche che ne elevano le prestazioni soprattutto a livello stagionale, e la possibilità innovativa di scaricare il calore in esubero del Solare Termico sul circuito sonde geotermiche per innalzarne il valore ed aumentarne conseguentemente la prestazione annua.

Inoltre sempre con lo stesso principio si effettua un recupero dall'accumulo di raccolta delle acque piovane in senso termico in quanto l'acqua raccolta qualora non usata e mantenuta ad una temperatura prossima ai 14 °C potrà essere trasferita sempre al campo sonde con relativo innalzamento delle prestazioni della pompa di calore. Da aggiungere il naturale risparmio di acqua potabile per usi domestici non potabili con la raccolta di acqua piovana .

Analogo discorso potrebbe farsi , inteso come recupero termico, recuperando calore dalle fosse settiche e/o condensagradi inserite nel contesto in oggetto. Trattasi di un brevetto de La Combustione n. PD2010A000269 del 10-09-2011. Da analisi di calcolo e sperimentazioni forniteci da La Combustione siamo arrivati a valutare un recupero energetico totale su base annua di circa il 30-40%.

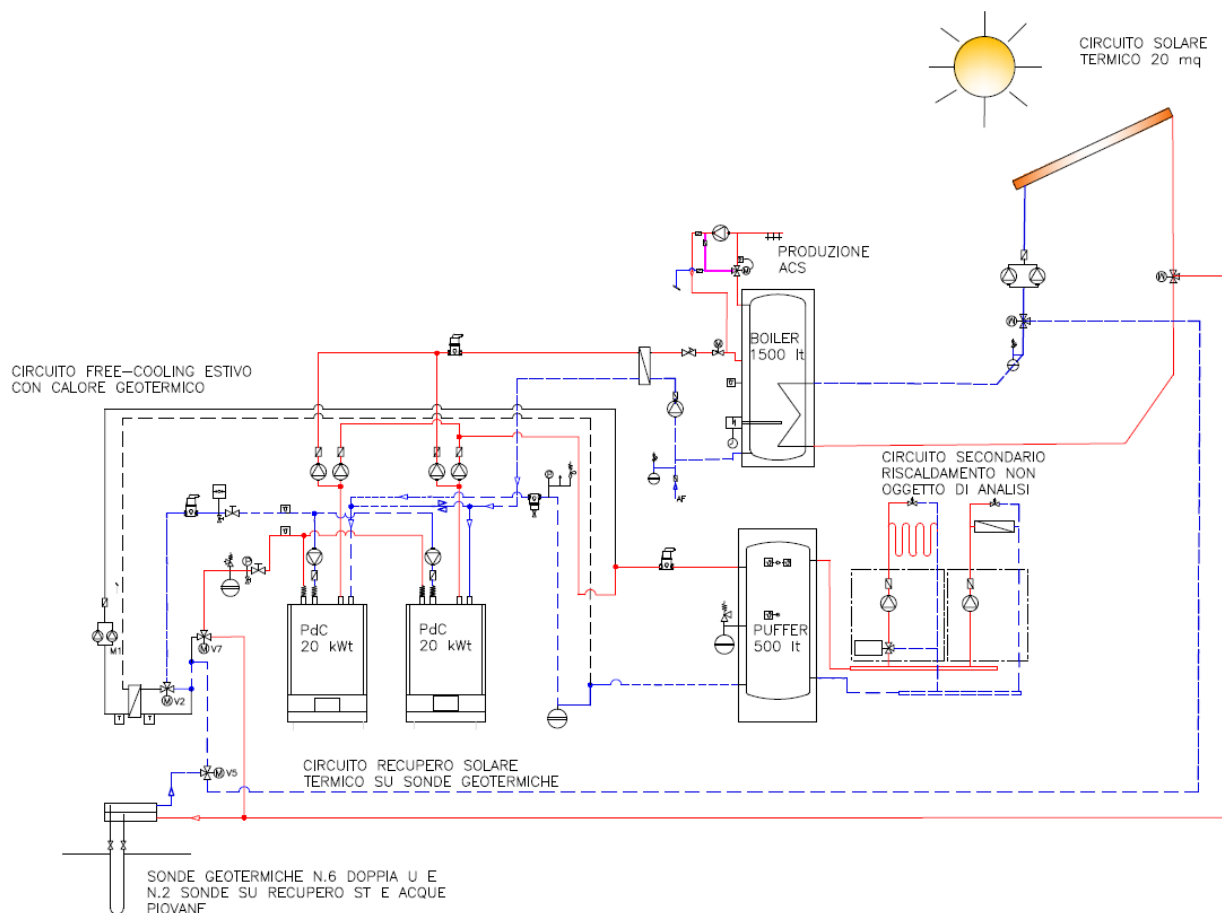


Figura 4 – Schema impianto con soluzione tratta dal Brevetto "La Combustione".

Questa sonda vuole sfruttare l'energia solare termica a bassa temperatura, principalmente nel range di temperatura da 0° a 30 °C , allo scopo di sostenere la Pompa di Calore ad elaborare migliori prestazioni.

In tal senso si realizza uno scambio geotermico con una migliore dissipazione dei carichi nel terreno con un conseguente aumento dell'efficienza globale del sistema terreno – impianto.

La sonda si compone di due tubazioni concentriche, quella esterna in Polietilene Alta Densità PE 80 PN10 Diametro 1 1/4" e quella interna in multistrato Diametro 16mm, con circolazione dei fluidi in controcorrente come evidenziato in figura.

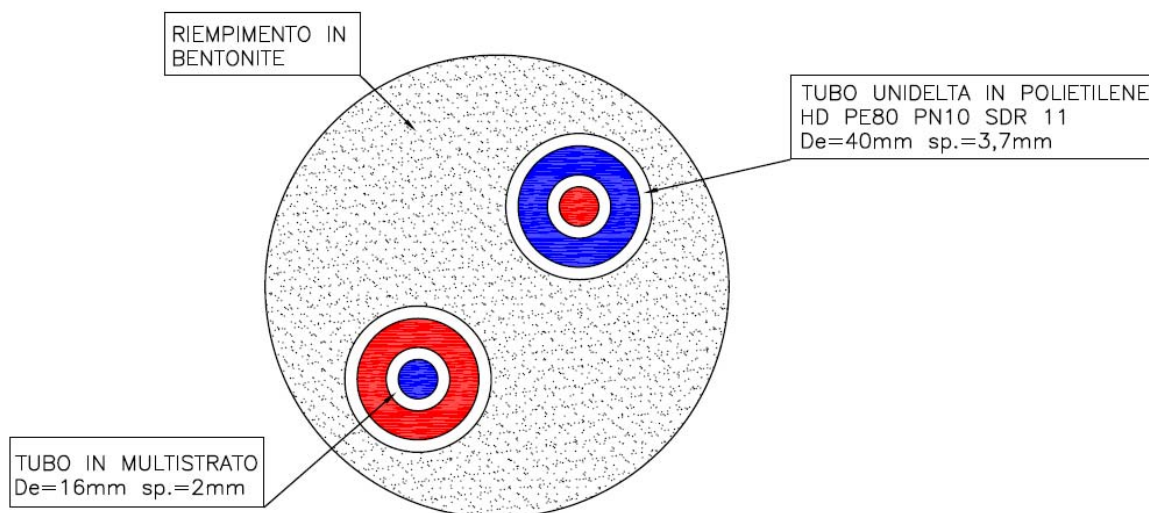


Figura 5 – Disegno particolare sonda geotermica tratta dal Brevetto "La Combustione".

Il principio di funzionamento della Sonda sfrutta le basse temperature ai collettori solari per innalzare l'efficienza del sistema Terreno – Pompa di Calore. Mediante un regolatore digitale si va ad utilizzare l'energia dei collettori solari secondo questo principio:

- Per temperatura ai collettori solari da 0° a 30°C la circolazione viene inviata alla sonda Geotermica per innalzare la temperatura di ritorno alla Pompa di Calore.
- Superati i 30°C ai collettori solari, viene analizzata la situazione all'interno dell'accumulo di Acqua Calda Sanitaria, se l'accumulo è soddisfatto il calore dei collettori solari continua ad essere sfruttato dalla sonda Geotermica, altrimenti il regolatore digitale provvede ad indirizzare la circolazione verso l'accumulo per soddisfare il fabbisogno dell'ACS.

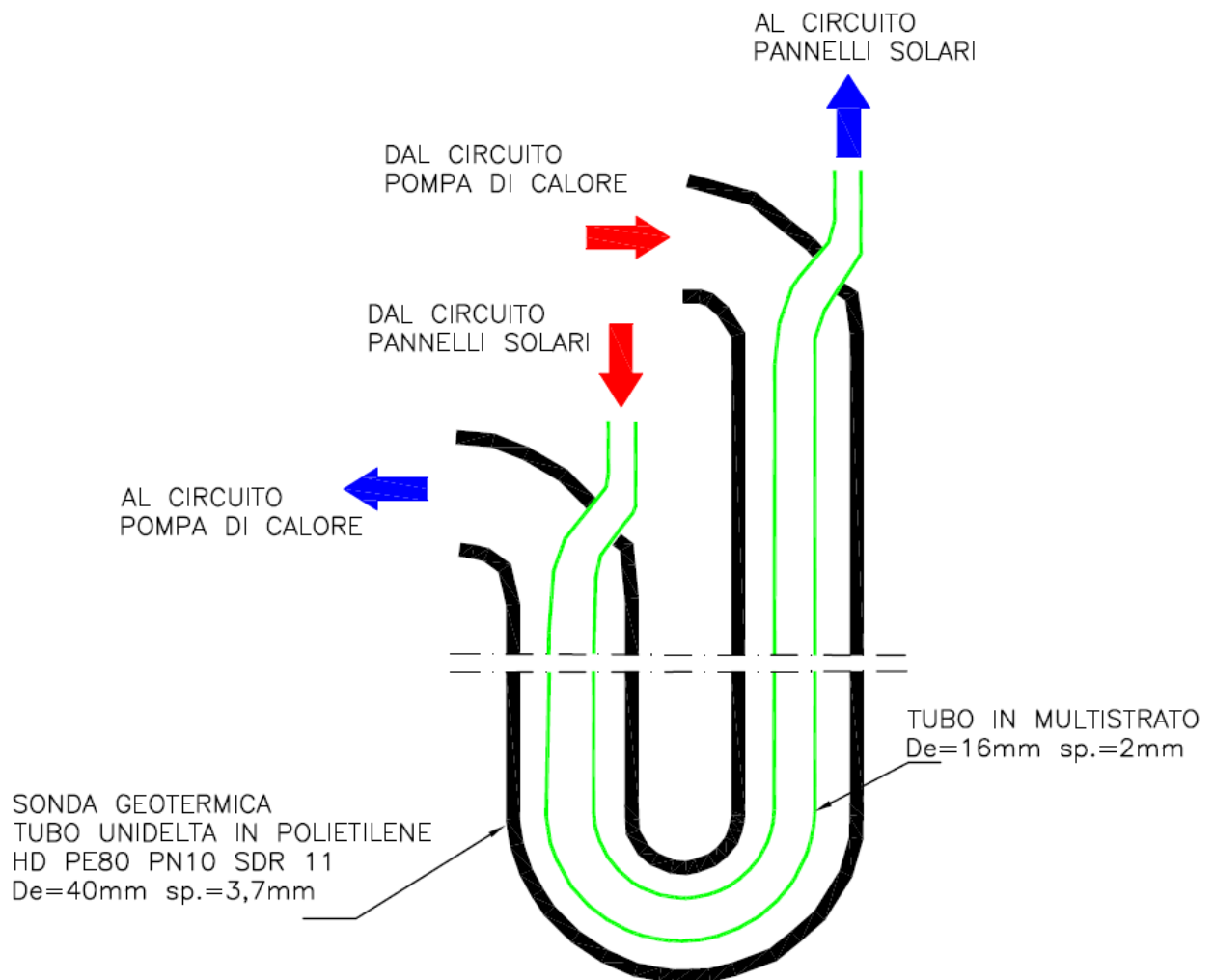


Figura 6 – Disegno particolare sonda geotermica tratta dal Brevetto "La Combustione Srl – n° PD2010A000269 del 10-09-2011".

5- METODOLOGIA DI CALCOLO

In tutti i confronti, tra le tre soluzioni, si è sempre tenuto un atteggiamento cautelativo improntato alla riduzione delle prestazioni della soluzione n° 3 (geotermia) e senza conteggiare i costi del refrigeratore d'acqua per le altre due soluzioni.

Il Lido di Venezia appartiene alla zona climatica E, a cui sono attribuiti 2'345 gradi giorno. Per cui si sono assunti i seguenti dati di progetto:

Gradi Giorno = 2'345 GG

	Test	URest	Tint	URint
Inverno	-5 °C	90%	20 °C	65%
Estate	+30 °C	80%	26 °C	60%

dove

Test è la temperatura esterna,

URest è la umidità relativa esterna,

Tint è la temperatura interna,

URint è la umidità relativa interna.

Periodo di funzionamento:

Invernale, 183 gg con 14 ore di funzionamento giornaliero per un totale di circa 2'500 h

Estivo, da ½ maggio a ½ settembre per un totale di circa 1'000 h

Costi energia

Gas metano = 0,94 €/mc (non si sono considerati i costi di urbanizzazione del gas metano)

Hi = 7'500 kcal/Nm³ (potere calorifico inferiore)

Energia elettrica = 0,15 €/kWhe

Costo dell'acqua

1,0 €/m³ di utilizzo

1,0 €/m³ di depurazione

Il metodo di calcolo utilizzato si differenzia tra estate ed inverno.

In Inverno si è usato il Bin Method con accadimento orario delle temperature esterne secondo la normativa UNI (UNI 11300/1,2,3,4 -2012 e UNI 14825-2012).

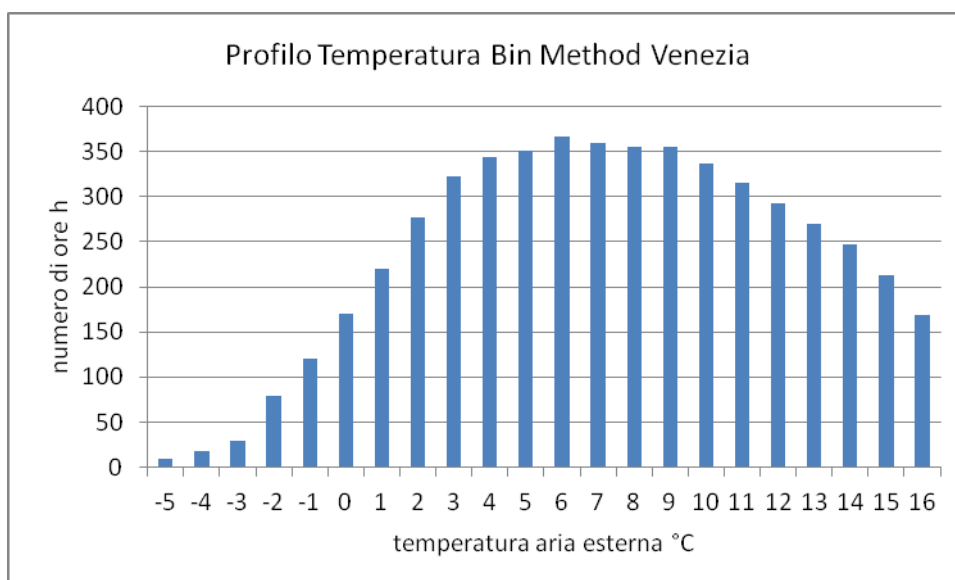


Figura 4 – Bin Method applicato a Venezia

In Estate si è usato il metodo degli indici di prestazione e dei rendimenti secondo le indicazioni delle norme UNI 11300-1,2,3,4: 2012 e UNI 14825: 2012.

Le potenze di progetto eseguite secondo D.vo 192/205 e s.m. sono così riassunte

Inverno:

Pt = 29 kWt ($\Delta T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$)

Estate:

Pf = 30 kWf

Mentre i fabbisogni di energia valutati col Norme attuali portano ad un valore totale di:

Inverno = 35'564 kWht

Estate = 18'000 kWhf

Acqua calda sanitaria = 33'153 kWht

La relativa produzione di energia da fonti rinnovabili sono state valutate in:

Fotovoltaico (UNI 11300-4) = 13'000 kWhe /anno

Solare termico (UNI 11300-4) = 15'000 kWht/anno

6- CONSUMI E COSTI ENERGETICI

Di seguito si riportano le valutazioni di natura economica in funzione dei dati sopra riportati.

Consumi e costi energetici Soluzione 1

Composizione di centrale

Due caldaie a condensazione di potenzialità 35 + 35 kWt con rendimento medio stagionale dei generatori fissato in 98% in fase di riscaldamento e 80% in produzione di acqua calda sanitaria.

Produzione acqua calda sanitaria con caldaie e solare termico.

Accumulo con scambiatore 1'500 litri.

Refrigeratore d'acqua ad alta efficienza (possibile anche in versione in PdC) 30 kWf con EER =3,5 nominale => SEER = 4 (efficienza EER stagionale).

Stagione invernale = 3'900,00 € di gas metano.

ACS = 4000 € di gas metano.

Totale consumo gas = 7.900,00 € di gas metano.

Stagione Estiva = 780,00 €.

Consumi e costi energetici Soluzione 2

Se installiamo i pannelli solari, l'integrazione termica delle caldaie per la produzione di acqua calda sanitaria al solare diventa solo il consumo di gas metano per ACS pari a 1'900,00 € di gas metano.

Totale consumo gas = 5'800,00 € di gas metano.

Stagione Estiva = 780,00 €.

Soluzione con Pompa di calore Geotermica

Inserimento di due PdC reversibili del tipo acqua/acqua 20 + 20 kWt (serbatoio inerziale 500 litri) a cui corrisponde un COP = 5,5, ossia uno SCOP (efficienza stagionale della PdC) di 5,8, e un SPF (comprese le pompe di alimentazione sonde geotermiche e sempre considerando valori cautelativi) pari a 5 in riscaldamento e 4 in produzione di ACS.

Addottati quindi per il calcolo $SCOP_{risc} = 5$ e $SCOP_{acs} (ACS) = 4$.

Produzione acqua calda sanitaria con PdC e Solare Termico.

Accumulo con scambiatore 1'500 litri

Sonde geotermiche a doppio U in numero di 6 sonde classiche e di 2 collegate al solare termico ed una alla fossa delle acque bianche e recupero acque piovane come sopra descritto.

Queste due sonde come citato sono a brevetto "La Combustione" e sfruttano il calore in eccesso prodotto dal solare termico e dall'impianto di raccolta acque piovane per sfruttare meglio lo scambio col terreno ed alzare il COP stagionale della PdC.

Si è ipotizzato un risparmio cautelativo attorno al 35%, ma nelle ipotesi di calcolo lo si è abbassato al 30% considerando di togliere l'energia di pompaggio dell'acqua nelle sonde. Non abbiamo inoltre

considerato, ma prevista negli schemi la possibilità, di sfruttare il freecooling scaricando l'energia frigorifera delle sonde in estate per il raffrescamento dell'impianto.

Le differenze di costo del primo investimento di centrale tra le varie soluzioni sotto ipotizzato, è stato fatto di concerto con La Combustione e sono stati confutati sulla base di reali offerte economiche fatte su quanto sopra descritto. Le macchine di tipo termico quali le caldaie a condensazione, le pompe di calore geotermiche e le PdC tradizionali sono state valutate da due primarie case costruttrici del settore. Lo stesso dicasi per gli impianti solari termici e fotovoltaici. Il costo ipotizzato delle sonde geotermiche tiene conto anch'esso di una offerta economica eseguita da esperti del settore che hanno analizzato la relazione del Geologo e l'analisi tecnica sopra esposta. Le offerte hanno anche tenuto conto che l'opera verrà realizzata a Lido di Venezia (VE).

Consumi e costi energetici Soluzione 2

Costo sonde e collettori	= 40'000,00 €
Delta costo CTF con PdC rispetto soluzione 1	= 15'000,00 €
Delta costo CTF con PdC rispetto soluzione 2	= 10'000,00 €
Consumi Stagione invernale	= 1'400,00 €
Consumi ACS da integrare su solare termico	= 700,00 €
Stagione estiva	= 500,00 €

7- CONCLUSIONI

Nelle conclusioni che seguono non abbiamo preso in considerazione il paragone energetico - economico tra la soluzione 1 e la soluzione 2, tantomeno quello tra la soluzione 1 e la soluzione 3. Essendo questi molto sproporzionati e potrebbero dare luogo a interpretazioni non corrette. Tuttavia i numeri sopra esposti permettono una facile analisi analoga alla seguente.

Sui consumi la soluzione proposta (3) se confrontata con la soluzione (2) permette un risparmio annuo di

$$\text{Risp} = 3'980,00 \text{ €}$$

Se consideriamo il sistema di ulteriore recupero brevettato, si ottiene un ulteriore risparmio del 30%

$$\text{Risp (con recupero solare su PdC)} = 5'100,00 \text{ €}$$

Se non considero alimentazione della CTF con PdC geotermica e con fotovoltaico il tempo di ritorno (senza attualizzazione, ossia un Pay Back Semplice - PBS) è di:

$$\text{PBS} = 10 \text{ anni}$$

Se considero l'alimentazione della CTF con PdC geotermica e con fotovoltaico:

$$\text{PBS} = 5-6 \text{ anni}$$

Possiamo anche aggiungere i benefici fiscali che si ottengono con il nuovo conto energia termico (attivo da gennaio 2013) a prescindere da quello elettrico per il fotovoltaico che sarà già predisposto essendo l'impianto FV già compreso nella progettazione iniziale.

Il conto energia termico per il solare prevede un recupero di

$$3'400,00 \text{ €/anno} \times 2 \text{ anni} = 6'800,00 \text{ €}$$

Il conto energia termico per la PdC Geotermica prevede un recupero di

$$1'300,00 \text{ €/anno} \times 5 \text{ anni} = 6'500,00 \text{ €}$$

Per un totale di 13'300,00 € che vanno defalcati dal costo iniziale abbassando il PBS a seconda dei casi:

- se considero l'alimentazione della CTF con PdC geotermica e con fotovoltaico

PBS = 4-5 anni

- se non considero alimentazione della CTF con PdC geotermica e con fotovoltaico

PBS=7 anni

Possiamo concludere che la soluzione proposta sebbene inizialmente più costosa porta a dei sicuri vantaggi in termini energetici e di defiscalizzazione. Quest'ultimi sono favorevoli a questi tipi di soluzioni ed il ritorno economico, seppure semplificato, porta a tempi ragionevoli.

Di contro però il committente potrà vendere residenze più efficienti e trarne esso stesso un vantaggio economico di primo investimento. Attualmente il Committente del presente lavoro ha accettato la proposta qui sviluppata e riassunta per natura di spazio editoriale.

1 – Libero Professionista – Venezia

2 – Libero Professionista - Venezia